

Интегрированное моделирование многозонного гидроразрыва низкопроницаемых коллекторов

В.Н. Астафьев^{1,2*}, Г.М. Митрофанов²

¹ООО «БурСервис», Москва, Россия

²Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

Наиболее эффективным методом разработки низкопроницаемых коллекторов является многозонный гидроразрыв пласта (МГРП), что подтверждается его интенсивным развитием в России. Особенностью моделирования гидроразрыва пласта низкопроницаемых коллекторов является не только необходимость расчета оптимальных параметров трещин МГРП и их взаимного расположения, но и учет влияния гидроразрыва на изменения фильтрационных свойств пласта. Для создания оптимальной модели МГРП потребовалось совершенствование существующих методик и их оптимизация с применением 3D-моделирования. С использованием петрофизической, геологической, гидродинамической, геомеханической и литолого-геохимической моделей пласта в качестве входных данных создана новая методика оптимизации МГРП. Взаимосвязь входных моделей и их обратная связь с результатами калибровки модели гидроразрыва на основе анализа параметров ГРП и работы скважины позволяют уменьшить влияние субъективного фактора на моделирование и построить более корректные модели многозонного гидроразрыва пласта. Показано, что применение интегрированного моделирования позволяет не только создать оптимальные модели МГРП, но и определить набор дополнительных исследований, необходимых для уточнения данных и корректного построения моделей. Предложенный подход опробован на нескольких месторождениях с совершенно различными геолого-геофизическими характеристиками пластов. С применением этого подхода впервые в России разработаны и опробованы технологии высокоскоростного гибридного МГРП высокотемпературных нефтяных пластов и МГРП низкотемпературных газовых пластов с использованием жидкости на углеводородной основе для разработки низкопроницаемых туронских, юрских, ачимовских коллекторов и нетрадиционных залежей баженновской свиты.

Ключевые слова: многозонный гидроразрыв пласта, оптимизация МГРП, 3D-моделирование, трудноизвлекаемые запасы, низкопроницаемые пласты

Для цитирования: Астафьев В.Н., Митрофанов Г.М. (2024). Интегрированное моделирование многозонного гидроразрыва низкопроницаемых коллекторов. *Георесурсы*, 26(3), с. 116–125. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.13>

Введение

В связи со смещением российской нефтегазовой индустрии в сторону разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов, в частности, низкопроницаемых коллекторов (Astafyev et al., 2020), значительно выросло количество горизонтальных скважин, заканчиваемых многозонным гидроразрывом пласта (МГРП) (рис. 1), что подтверждает необходимость использования методов интенсификации для эффективной разработки месторождений. В отличие от однозонного гидроразрыва пласта (ГРП), многозонные требуют более тщательной подготовки и моделирования, поскольку нужно не только спроектировать оптимальный по азимуту и длине горизонтальный участок скважины с необходимым количеством трещин МГРП, обладающих заданными геометрическими и фильтрационными параметрами, но и учесть влияние гидроразрыва на изменение гидродинамических (ГД) и геомеханических характеристик пласта. Важность учета всех этих составляющих определяется высокой

стоимостью МГРП и сложностью исправительных работ в случае недостижения запланированной продуктивности скважины. Большинство исследований в области моделирования и оптимизации МГРП посвящено изучению влияния отдельных факторов на эффективность метода: геомеханических характеристик пласта, газо-водонефтяных контактов (Казаков и др., 2019), проницаемости коллектора (Fayzullin et al., 2020). Комплексные исследования эффективности горизонтальных скважин с МГРП рассматривают в основном технические аспекты, связанные с учетом взаимного влияния трещин (Britt et al., 2009) или правильной интерпретации параметров пластов и зоны дренирования, созданной многозонным гидроразрывом (Bargee et al., 2015). Многоцелевая оптимизация МГРП, при которой одновременно ищется экстремум нескольких показателей (чистый дисконтированный доход, затраты на проведение обработок, дебит скважины и др.), рассматривается как способ поиска конструкции скважины, количества трещин ГРП и их характеристик, обеспечивающих максимальный приток к горизонтальной скважине при определенных экономических ограничениях (Старовойтова и др., 2019). Такой подход позволяет упростить поиск оптимального варианта МГРП, но не учитывает изменение характеристик коллекторов, интерференцию трещин во время проведения обработок.

* Ответственный автор: Владимир Николаевич Астафьев
e-mail: vladimir.astafyev@burservis.ru

© 2024 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

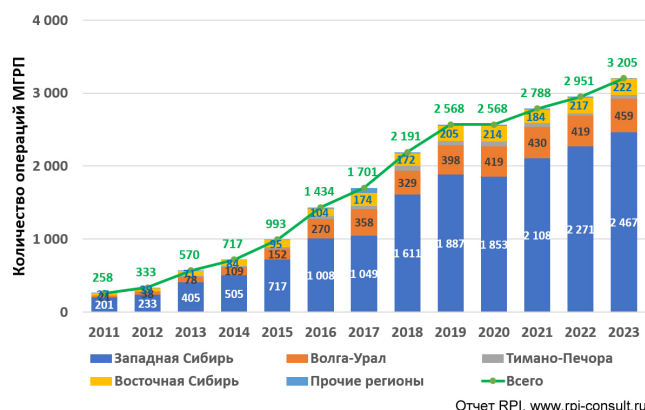


Рис. 1. Динамика операций МГРП в России (Отчет RPI. www.rpi-consult.ru)

В настоящей работе представлены усовершенствованная методика моделирования МГРП с использованием взаимосвязанных трехмерных моделей среды и разработанная нами методика автоматизированной оптимизации МГРП, основанная на переборе различных параметров трещин в гидродинамическом симуляторе и выборе оптимального варианта. Интеграция этих методик стала основой для разработок технологий многозонного гидроразрыва для низкопроницаемых пластов с совершенно различными характеристиками.

Материалы и методы

Основой для настоящих исследований стали материалы, полученные при многозонных обработках горизонтальных скважин, проведенных в Западной Сибири при разработке нефтяных и газовых месторождений в юрских и меловых отложениях. Выполненные в Западной Сибири первые МГРП показали их эффективность и обозначили определенные сложности (Astafyev et al., 2020), возникающие при выборе оптимального многозонного закачивания и гидроразрыва. Простое копирование технологий стандартного ГРП оказалось не эффективным, а моделирование многозонного гидроразрыва как серии однозонных потребовало решения задач взаимного влияния трещин на их геометрию и процессы фильтрации флюида к стволу скважины, что является основными факторами при оптимизации многозонных обработок. Аналитические методы оценки дебита горизонтальных скважин с МГРП (Елкин и др., 2016), допускающие некоторые упрощения, не позволяют точно рассчитать влияние параметров трещин на продуктивность горизонтальной скважины. Поэтому основным инструментом оптимизации многозонных обработок является моделирование геологической среды, трещин ГРП, притока флюида к скважине и сопоставление их с экспериментальными данными.

Для создания модели МГРП построены базовые 3D-геологические модели пластов на основе данных сейсморазведки и 1D-петрофизических моделей, базирующихся на геофизических исследованиях в скважинах (ГИС) и лабораторных исследованиях керна. Геологическая модель является основой для построения геомеханической модели, определяющей геометрические параметры трещин, и гидродинамической модели (ГДМ), определяющей параметры работы скважины. Одномерная литолого-геохимическая модель позволяет учесть влияние процесса

ГРП на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пластов и внести уточнения в гидродинамическую модель. При выборе дизайна МГРП низкопроницаемых пластов усовершенствована стандартная методика моделирования (рис. 2): основной процесс моделирования вынесен из симулятора ГРП и выполняется в других специализированных программных модулях, а полученные данные используются уже непосредственно для моделирования гидроразрыва (рис. 3). Очевидным преимуществом такой методики является то, что построение каждой модели выполняется с помощью специализированного программного обеспечения и профильными специалистами, что позволяет значительно повысить качество получения данных для моделирования ГРП. При использовании стандартной методики моделирования в симуляторе ГРП имеется некоторая свобода выбора параметров модели, что является субъективным фактором и может значительно снижать качество моделирования. В усовершенствованной методике моделирования взаимная связь входных моделей позволяет более корректно повысить точность данных, поскольку определенная неувязка в параметрах моделей приводит к более детальному изучению всех параметров и нахождению наиболее приемлемого решения. Модель ГРП создается на базе параметров, полученных при построении различных входных моделей, при этом предполагается, что данные параметры не меняются без изменения входных моделей. После проведения тестовых закачек, основной стадии ГРП или испытания скважины по полученным данным (по обратной связи) уточняются входные модели, что дает возможность проверить их корректность и взаимосвязь. При многозонном гидроразрыве это особенно важно, поскольку имеется возможность корректировать модели после каждой стадии многозонной обработки, изменять геомеханическую модель (4D в случае МГРП) и гидродинамическую модель (3D). Предложенная методика моделирования является более затратной и ресурсоемкой, но позволяет построить точные модели МГРП и определить необходимый набор исследований для корректного моделирования.

Необходимость проведения дополнительных исследований для получения новых данных обусловлена значительным влиянием процесса гидроразрыва на ФЕС пластов, что в случае многозонных обработок может быть серьезным ограничением в достижении экономической эффективности скважины. Создание литолого-геохимической модели направлено на определение динамику изменения ФЕС пород, их использование в гидродинамической модели и дизайне ГРП. Значительное ухудшение ФЕС пластов в притрещинной зоне вызывается набуханием глинистых минералов при контакте с жидкостью гидроразрыва (рис. 4). Для определения набухания глинистых минералов необходимо выявить их наличие в кернах материала с помощью рентгеноструктурного анализа, определить изменение размеров образца и проницаемости породы при воздействии различных жидкостей гидроразрыва. Образование эмульсий при взаимодействии жидкости гидроразрыва с пластовым флюидом также может значительно изменять ФЕС породы. Даже при подборе деэмульгаторов, предотвращающих образование эмульсий, необходимо устанавливать изменение проницаемости образцов керна для определения корректирующих

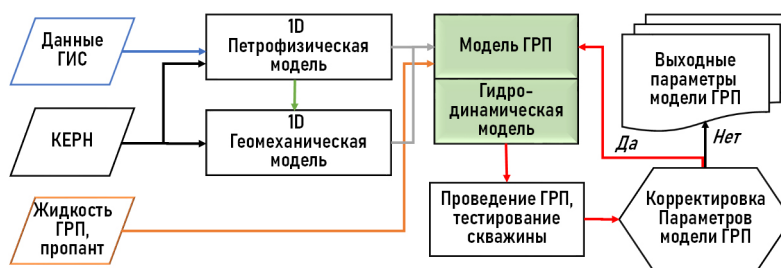


Рис. 2. Диаграмма стандартной методики моделирования ГРП

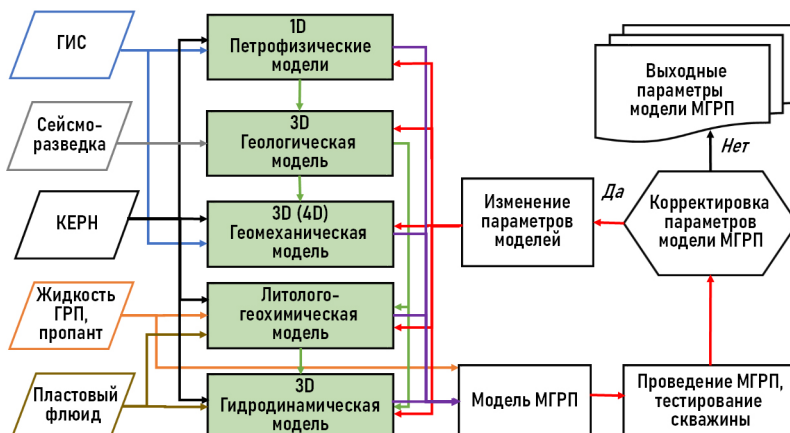


Рис. 3. Диаграмма усовершенствованной методики моделирования МГРП

коэффициентов для гидродинамической модели. При этом нужно учитывать, что изменение ФЕС породы происходит в области проникновения фильтрата жидкости гидроразрыва в породу. Важным фактором, влияющим на ФЕС породы, является изменение смачиваемости порового пространства при фильтрации жидкости гидроразрыва. В низкопроницаемых коллекторах этот эффект может значительно ухудшить ФЕС (Михайлов и др., 2016), влияя на относительную проницаемость породы и создавая водные блоки, препятствующие фильтрации углеводородов. Экспериментальная оценка относительной проницаемости также должна учитываться в гидродинамической модели. Изменение пористости и количества связанной воды при механическом разрушении порового пространства в притрещинной зоне достаточно сложно оценить, но важно понимать эти процессы и учитывать при анализе работы скважины. Ядерно-магнитный каротаж используется для уточнения количества связанной воды, воды и углеводородов в закрытых порах. Оценка количества флюида, высвобождаемого из закрытого порового

пространства, позволяет скорректировать гидродинамическую модель и повысить точность оптимизации многозонных обработок.

Гидродинамическое моделирование является основой для определения эффективности проектируемой горизонтальной скважины с МГРП, поскольку совокупность добытой продукции (дохода от ее реализации) и общих затрат определяет экономическую эффективность выбранного варианта скважины с МГРП:

$$NPV = \sum_1^T \left(\frac{CF_t}{(1+i)^t} \right) - Capex, \quad (1)$$

где NPV – чистый дисконтированный доход от реализации продукции, Capex – капитальные затраты, CF_t – денежный поток через t лет, i – ставка дисконтирования, T – расчетный период, годы. При этом точность расчета денежного притока напрямую зависит от точности прогнозирования накопленной добычи.

Оптимизация дизайна многозонного гидроразрыва пласта заключается в нахождении оптимальных параметров (длины горизонтального участка скважин, количества трещин, геометрических и фильтрационных параметров трещин) многозонной скважины для получения максимального NPV. Современные гидродинамические симуляторы позволяют моделировать работу горизонтальной скважины с множественными трещинами гидроразрыва путем встраивания параметров трещин в ГДМ и расчета дебита скважины или NPV (рис. 5), но для этого необходимо создавать многовариантный набор дизайнов МГРП для импорта в гидродинамическую модель. Такой процесс является несложным при расчете дебита скважины с небольшим количеством трещин (< 10), но при увеличении количества трещин требуются значительные ресурсы для создания дизайнов ГРП и многовариантного гидродинамического моделирования. Для совершенствования

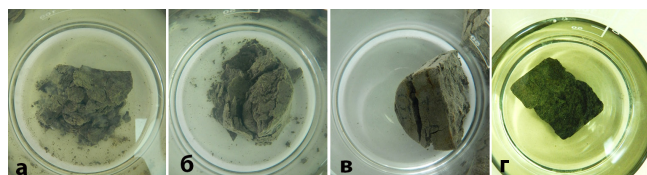


Рис. 4. Примеры изменения структуры образцов породного материала при воздействии различных жидкостей гидроразрыва: а – жидкость на основе водного раствора KCl (7%); б – жидкость на основе водного раствора со стабилизатором глин (I); в – жидкость на основе водного раствора со стабилизатором глин (II); г – жидкость на углеводородной основе (дизельное топливо)

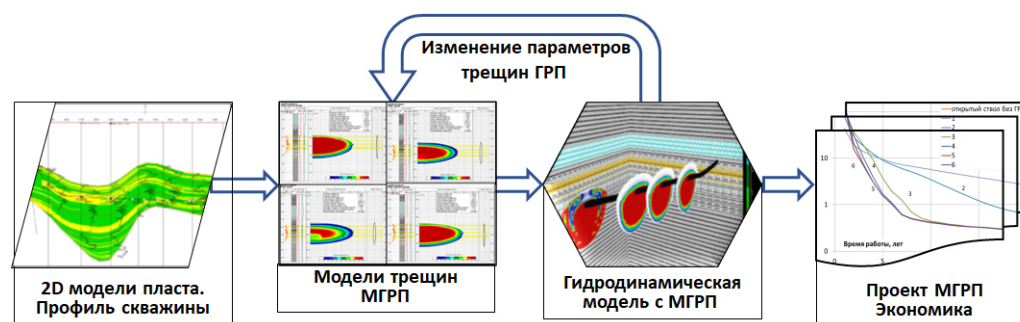


Рис. 5. Стандартная методика оптимизации МГРП

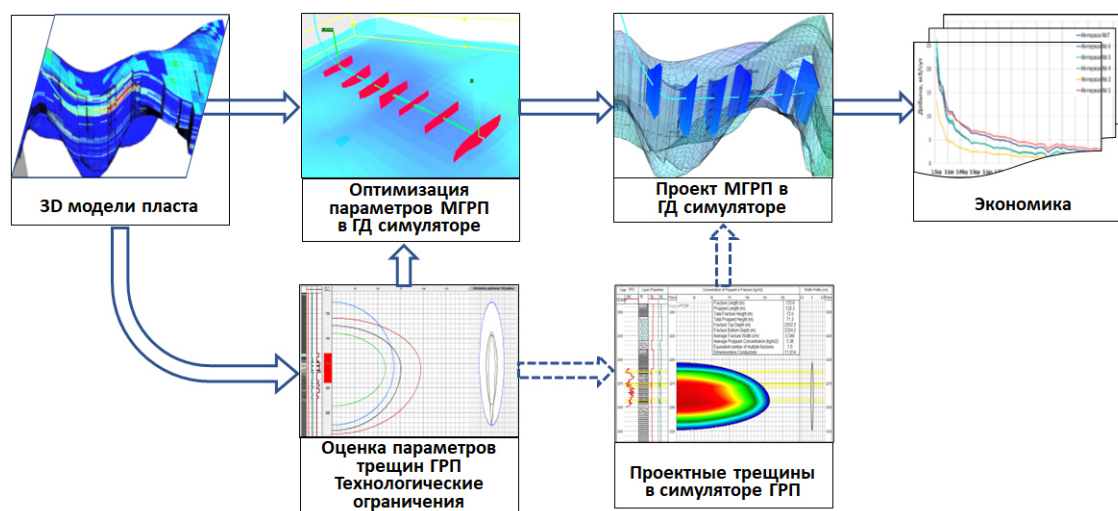


Рис. 6. Методика автоматизированной оптимизации МГРП: 3D-модели, в ГД-симуляторе

процесса проектирования МГРП предложена методика автоматизированной оптимизации, где оптимизационное решение сводится к оценке параметров работы скважины с МГРП еще до финального проектирования трещин (Andreev et al., 2020). Процесс оптимизации многозонального гидроразрыва (рис. 6) основан на построении трехмерных моделей пласта, параметры которых используются для моделирования и оценки добычи (Астафьев и др., 2023). Но модели ГРП не рассчитываются для каждого интервала, а определяются только базовые модели, показывающие технологические пределы создания трещин и их геометрические и фильтрационно-емкостные характеристики. Данные параметры импортируются в ГДМ, где задается перебор различных параметров трещин и моделируется работа скважины с МГРП для поиска оптимального варианта. Выбранный вариант является основой для построения финальной фактической модели многозональной обработки с учетом обновленных параметров пластов, полученных в процессе бурения и исследования скважины.

Важным аспектом в моделировании МГРП является то, что горизонтальные скважины сложно исследовать стандартными геофизическими и гидродинамическими методами, что создает некоторые сложности при получении информации для моделирования и анализа проведенных обработок. Для построения моделей использованы данные соседних и пилотных скважин, исследования пластовых флюидов и керна, а для анализа проведенных работ применялись методы сопоставления модельных и фактических данных ГРП, гидродинамические и трассерные исследования скважин, микросейсмический мониторинг.

В настоящей работе рассмотрены процессы построения одномерных петрофизических и литолого-геохимических моделей и трехмерных геологических, геомеханических и гидродинамических моделей для моделирования и оптимизации многозонального гидроразрыва на примере месторождений с различными геолого-геофизическими характеристиками пластов. Обоснованы и проведены дополнительные исследования, пилотные обработки и методы контроля экспериментов.

Результаты

Петрофизические модели

Значения пористости, проницаемости и минерального состава пластов туронского яруса оценены в результате интерпретации стандартного каротажа и скорректированы по данным исследований керна. Для оценки количества связанного флюида и флюида в закрытом поровом пространстве (глины) к стандартным ГИС дополнительно использован ядерно-магнитный каротаж (ЯМК). Как показано на рис. 7, вся вода находится в связанном состоянии или в порах глин. Соответственно, по обводненности продукции пилотной скважины после ГРП можно оценить влияние гидроразрыва на высвобождение такой воды. Исследования с помощью микросканера позволили изучить естественную трещиноватость и уточнить границы пластов. При небольшом количестве выделенных естественных трещин установлено, что их азимуты совпадают с региональными азимутами максимального горизонтального напряжения.

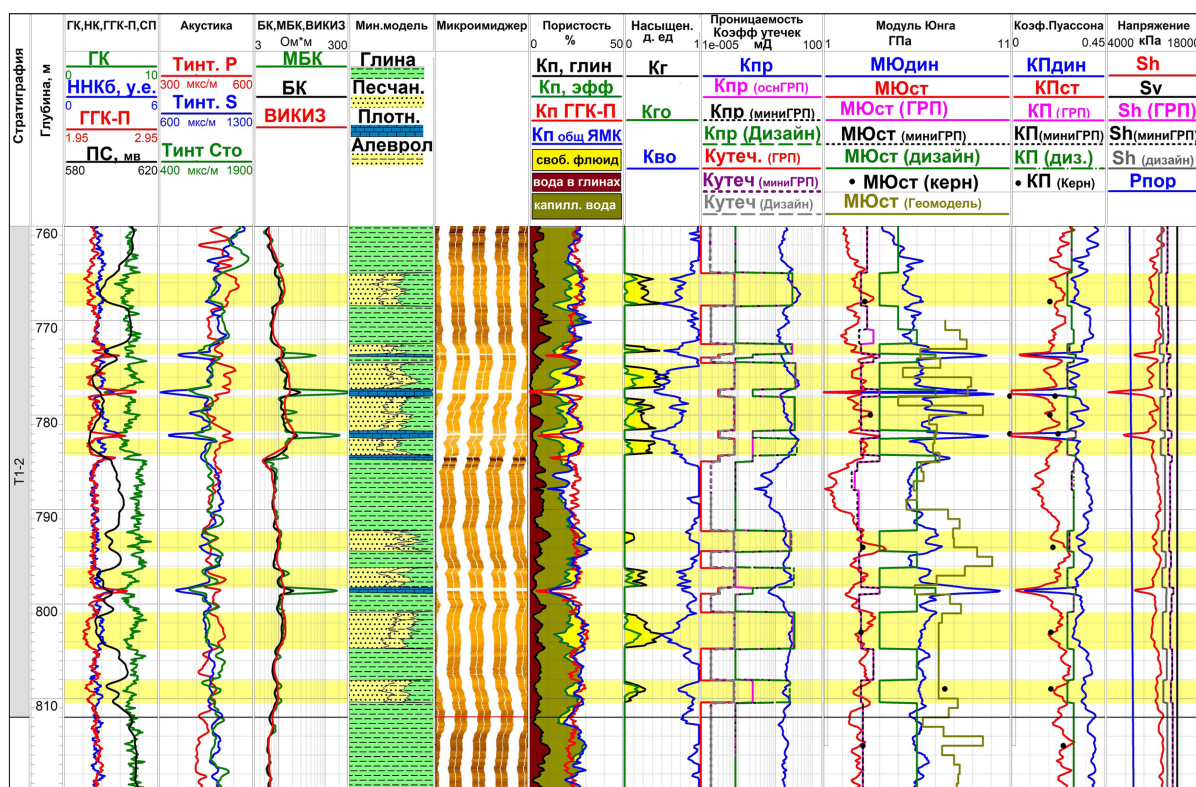


Рис. 7. Планшет пилотной скважины туронского яруса

Пласты тюменской свиты достаточно хорошо изучены и определены их основные характеристики, но для целей проектирования МГРП в пилотной скважине проведен ЯМК в дополнение к стандартным методам ГИС и использован микросканер, что позволило определить характер насыщения коллекторов, объемы связанного флюида и параметры естественной трещиноватости (Астафьев и др., 2023).

Литолого-геохимические модели

Состав глинистых минералов в породах установлен по данным рентгеноструктурного анализа керна, само исследование набухания глин проведено на специально подготовленных образцах керна и различных жидкостей гидроразрыва (Астафьев и др., 2023). Степень совместимости жидкостей ГРП и пород пласта определена по времени капиллярной пропитки, а влияние различных ПАВ на изменение поверхностного натяжения в поровом пространстве – с помощью фильтрационных тестов

на кернах метериале (рис. 8). С учетом результатов всех тестирований подобраны основы для жидкости ГРП, оказывающие минимальное воздействие на ФЕС пласта и в фильтрационных установках при пластовых условиях определены коэффициенты проницаемости пород и остаточная проводимость пропантной пачки. Для туронских пластов выбрана жидкость гидроразрыва на углеводородной основе, оказывающая наименьшее влияние на изменение ФЕС пласта. Для пластов тюменской свиты разработан состав жидкости ГРП на водной основе с соответствующими добавками ПАВ и стабилизаторов глин.

Геологические и гидродинамические модели

Для дизайна гидроразрыва не используются трехмерные геологические модели, но они являются базой для построения трехмерных геомеханических и гидродинамических (рис. 9) моделей пласта. Геологические модели, построенные на основе интерпретации результатов

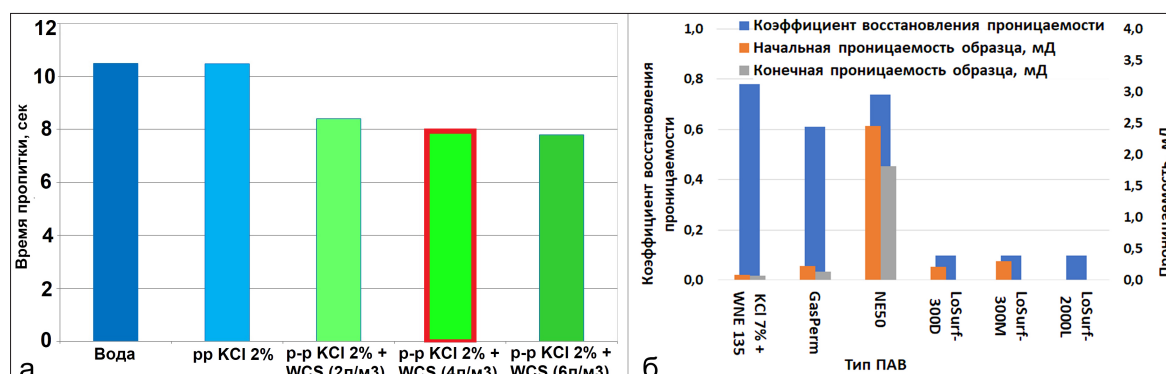


Рис. 8. Тестирование керна на капиллярную пропитку (а) и восстановление проницаемости с применением различных ПАВ (б)

сейсморазведки и ГИС, отражают трехмерное распределение свойств пластов и позволяют выбрать оптимальную траекторию горизонтальной скважины и места расположения трещин МГРП. Гидродинамические модели являются основой для многовариантных оптимизационных расчетов при прогнозировании параметров работы скважины после проведения многозонных обработок.

Геомеханические модели

Геомеханические модели являются базовыми для дизайна гидроразрыва пласта, поэтому от их корректности зависит эффективность многозонной обработки. Для уточнения геомеханических параметров проведены акустический каротаж в скважинах и исследования керна. Для туронского яруса использована специальная методика тестирования керна, поскольку порода слабо консолидирована (Lushev et al., 2015). Первоначальные геомеханические параметры, взятые из региональной геомеханической модели, уточнены по данным акустического каротажа, исследованиям керна и тестовым ГРП в пилотной скважине (рис. 7). Окончательная 1D-геомеханическая модель скорректирована по данным основной стадии ГРП в пилотных скважинах и экстраполирована в 3D-модель с учетом геологической модели.

Моделирование, оптимизация и проведение МГРП

Построение модели многозонного ГРП в туронском ярусе выполнено на основе параметров, полученных при построении входных моделей, и результатов ГРП в пилотной скважине. Важно отметить, что испытания пилотной скважины, обработанной по предложенной

технологии гидроразрыва пласта, показали высокую продуктивность (рис. 10) и подтвердили правильность методики моделирования ГРП (Астафьев и др., 2023). Оптимизация параметров трещин МГРП и их количества выполнена по стандартной методике. Параметры трещин встраивались в гидродинамическую модель и рассчитывался дисконтированный доход от реализации продукции для различных временных интервалов. Моделирование трещин ГРП выполнено с помощью локального измельчения исходной сетки в районе заложения горизонтальной скважины. Моделирование сплошности трещин по вертикали реализовано при помощи создания «несоседних» соединений (псевдоперфораций) с заданием вертикальной проводимости между ячейками, которая эмулирует проводимость трещины ГРП. С учетом экономической составляющей в качестве оптимального варианта расположения трещин выбрана модель скважины с горизонтальным участком 500–600 м и расстояниями между трещинами около 150 м, но, принимая во внимание проницаемости пропластков и наличие разлома, интервалы перфорации (точки инициации трещин МГРП) выбраны в наиболее проницаемых участках целевых пластов в результате интерпретации данных каротажа во время бурения. Проведение многозонных обработок контролировалось микросейсмическими методами, которые подтвердили правильность выбранных параметров моделей ГРП (рис. 11).

Моделирование многозонной обработки тюменской свиты проведено также по усовершенствованной методике с учетом результатов однозонных гидроразрывов на вертикальных скважинах. Оптимизация многозонного ГРП для тюменской свиты выполнена путем задания

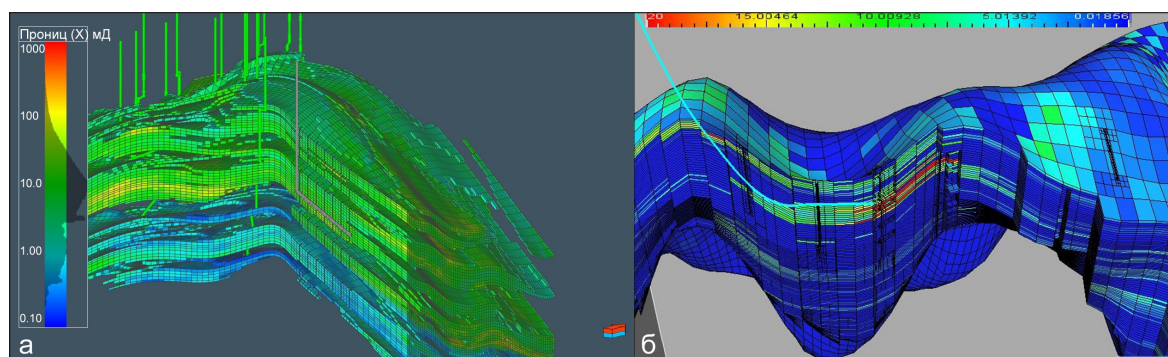


Рис. 9. Распределение проницаемости в 3D-гидродинамической модели, траектория скважины и трещины МГРП: а – туронский ярус; б – тюменская свита

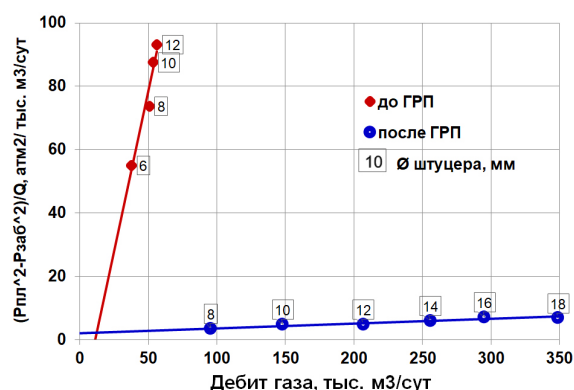


Рис. 10. Сравнение продуктивности пилотной скважины туронского яруса до и после гидроразрыва

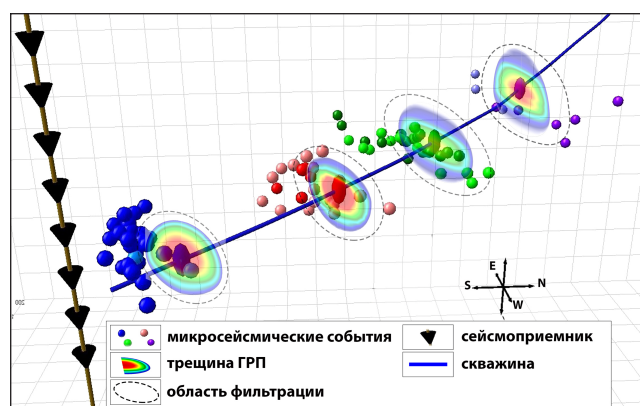


Рис. 11. Трещины МГРП туронского яруса

в ГДМ различных параметров трещин ГРП, расстояния между ними и длины горизонтального ствола скважины (рис. 12а), а также расчетом дебита или накопленной добычи (рис. 12б). Рассчитано 280 различных вариантов (рис. 13). Из оценки чувствительности модели для обработки рекомендован финальный дизайн ГРП с проводимостью трещин, близкой к 1524 мД·м, длиной трещин до 244 м и расстоянием между трещинами около 140 м. Фактический дизайн многозонной обработки выбран с учетом конструкции пробуренной скважины и необходимости размещения портов МГРП в наиболее проницаемых пластах для упрощения инициации трещин (Andreev et al., 2020). Для сравнения методик прогноз добычи для выбранного дизайна МГРП проведен с использованием гидродинамических моделей, применяемых для стандартной и автоматизированной методик оптимизации (рис. 12б). В качестве параметра оптимизации МГРП взято соотношение объема пропанта и накопленной добычи, эта зависимость представлена на рис. 13. Такой формат выбран для визуализации с учетом того, что стоимость многозонного гидроразрыва пласта пропорциональна объему закачанного пропанта. Накопленная добыча максимальна при максимальных параметрах и принята за 100%-ный потенциал скважины, максимальный объем пропанта также принят за 100%. Параметры с максимальной добычей вполне предсказуемы, параметры же моделей с близкими результатами, но гораздо менее затратными, наиболее информативны для оптимизации обработок ГРП (рис. 13). Для сценариев с добычей в 90–95% от максимальной существует около 20 разных вариантов дизайна, которые существенно отличаются объемом пропанта и, соответственно, стоимостью многозонной обработки.

При проведении многозонного гидроразрыва не удалось создать трещину в третьей зоне, что связано с техническими ограничениями скважинного оборудования, не позволяющими развить достаточное давление для развития трещины в сильноглинизированных пластах. Используемая методика оптимизации позволила оперативно уточнить дизайны МГРП, учитывая необработанную зону, оптимизировать параметры оставшихся трещин (рис. 14а) для достижения запланированной продуктивности и экономической эффективности скважины. Сравнение расчетных и фактических (трассерные исследования) параметров добычи (рис. 14б) показало хорошую сходимость, что вместе с сопоставлением модельных и фактических параметров трещин подтверждает правильность моделирования и оптимизации МГРП (Астафьев и др., 2023).

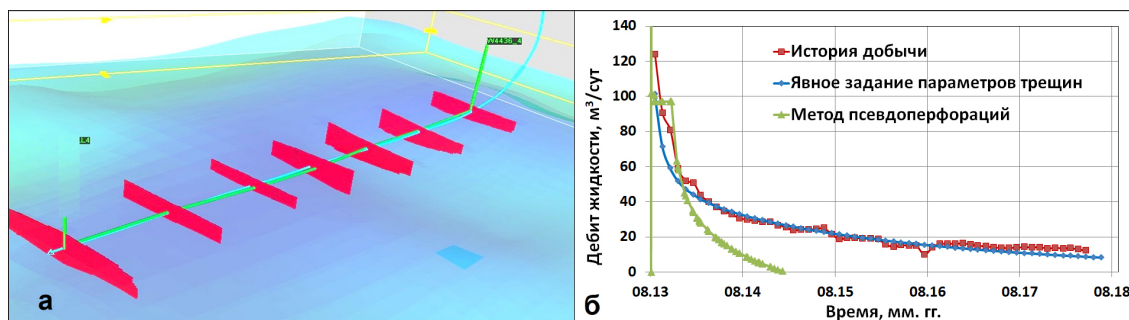


Рис. 12. Гидродинамическая модель тюменской свиты с горизонтальной скважиной и трещинами МГРП (а), расчетные и фактические параметры работы скважины (б)

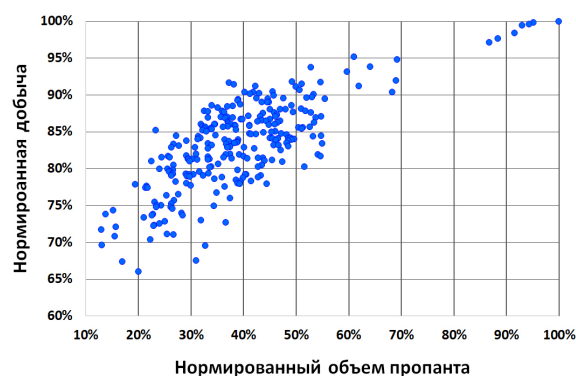


Рис. 13. Зависимость накопленной добычи скважины с МГРП от объема закачанного пропанта

С учетом полученных параметров трехмерных моделей тюменской свиты стало возможным разработать и опробовать технологию высокоскоростного ($10 \text{ м}^3/\text{мин}$) гибридного МГРП в горизонтальной скважине (Astafyev et al., 2020). Результаты обработки скважины и объемы добычи подтвердили охват трещинами гидроразрыва всей тюменской свиты и образование запланированной зоны дренирования (рис. 15).

Обсуждение результатов

Проведенные опытно-промышленные работы на пилотных и целевых скважинах туронского яруса доказали эффективность применения технологии многостадийного гидроразрыва в низкопроницаемых коллекторах. Расширенная программа исследований скважин, кернового материала, пластовых флюидов и жидкостей ГРП позволила построить более корректные модели для проектирования и оптимизации многозонных обработок, разработать рецептуры жидкости гидроразрыва и технологии многозонной закачки. Значительное увеличение продуктивности пилотной скважины после ГРП подтвердило правильность моделирования и выбора углеводородной основы для жидкости ГРП. Корректировка дизайнов гидроразрыва пласта во время проведения многозонных обработок горизонтальной скважины туронского яруса была незначительной, что подтверждает правильность выбора данных и построения первоначальных моделей. Данные микросейсмического мониторинга подтвердили параметры трещин ГРП, рассчитанные при сопоставлении проектных и фактических параметров обработок (Астафьев и др., 2023).

Отсутствие исследований геометрии трещин при обработке пилотных скважин тюменской свиты не позволило

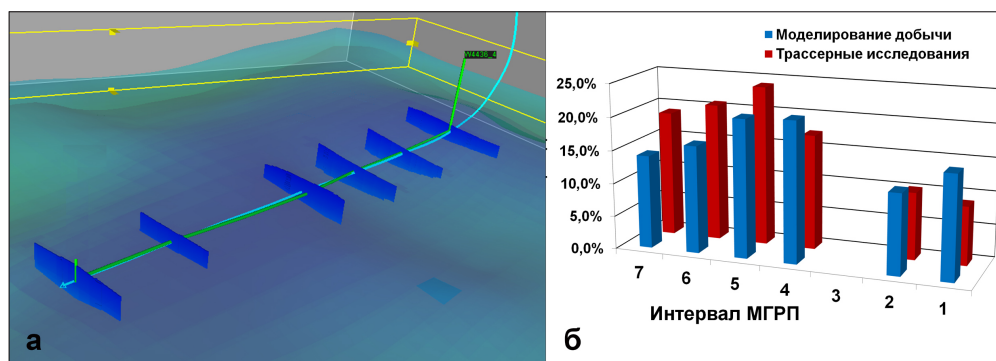


Рис. 14. Геометрия и расположение фактических трещин МГРП в гидродинамической модели (а). Доля добычи каждого интервала МГРП в общем дебите скважины по данным гидродинамического моделирования и трассерных исследований (б)

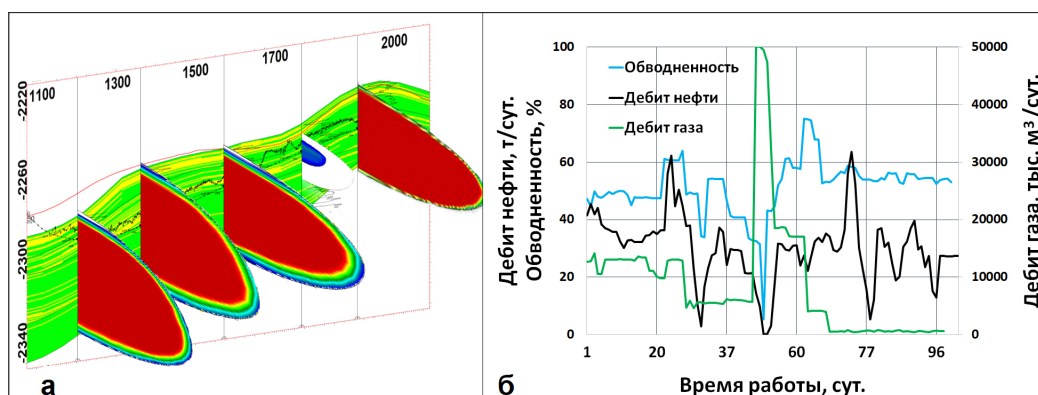


Рис. 15. Геологический разрез тюменской свиты и геометрии трещин высокоскоростного МГРП (а). Показатели работы скважины после проведения высокоскоростного МГРП (б)

своевременно скорректировать модели высокоскоростного МГРП, что повлияло на недостижение запланированных параметров работы целевых скважин. Высокий уровень газа (рис. 15б) в продукции указывает на возможный прорыв трещин в нецелевые горизонты с высоким газонасыщением. В то же время проведенные исследования и пилотные работы позволили уточнить параметры модели МГРП, спроектировать высокоскоростную обработку и испытать технологии МГРП (Kaluder et al., 2014). Использование автоматизированной оптимизации при многозонной обработке тюменской свиты позволило, в свою очередь, оперативно уточнять дизайны и эффективно корректировать их непосредственно во время проведения обработок при получении новых данных, а также при возникновении технологических осложнений.

Результаты проведенных исследований могут стать базой для последующих работ по интенсификации добычи не только месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, но и месторождений с нетрадиционными запасами.

Заключение

В работе рассмотрены принципы разработки технологий МГРП для низкопроницаемых коллекторов. Предложен и опробован подход к формированию технологий МГРП на основе интеграции методик моделирования и оптимизации. Усовершенствованная методика моделирования МГРП позволяет определить необходимый набор исследований для построения качественных входных моделей для дизайна многозонных обработок.

Взаимосвязь моделей и их обратная связь с результатами анализа обработок и тестирования скважин повышают корректность входных моделей и моделей гидроразрыва пласта. Оптимизация МГРП на основе гидродинамических расчетов в совокупности с моделированием позволяет выбрать оптимальный вариант обработки по требуемым параметрам оптимизации. Для моделирования МГРП с небольшим количеством трещин возможно использование стандартной методики, а для большого количества трещин МГРП наиболее оптимальным является применение автоматизированной оптимизации, что значительно сокращает время и ресурсы для проектирования многозонных обработок и позволяет оперативно корректировать дизайны с использованием обновленных данных.

Результаты экспериментов подтвердили правильность выбранного подхода и показали хорошее соответствие данных моделирования и фактических параметров трещин МГРП.

На базе разработанного подхода впервые в России создана технология многозонного гидроразрыва низкотемпературных газовых пластов с применением жидкости на углеводородной основе, а также технология высокоскоростного многозонного гидроразрыва высокотемпературных нефтяных пластов с использованием гибридных жидкостей гидроразрыва.

Дальнейшее развитие предложенного подхода может быть связано с разработкой других типов трудноизвлекаемых запасов углеводородов: нефтяных оторочек, маломощных коллекторов, залежей высоковязкой нефти и карбонатных коллекторов. Проектирование гидроразрыва

сланцевых залежей уже частично использует методики, приведенные в настоящей работе, и может быть значительно усовершенствовано с доработкой представленного подхода к условиям нетрадиционных залежей углеводородов.

Еще одним перспективным направлением является полная автоматизация процесса проектирования МГРП и создание программного обеспечения, интегрированного с геологическими, гидродинамическими, геомеханическими симуляторами и позволяющего минимизировать вычислительные ресурсы и финансовые затраты.

С исследовательской точки зрения представляет интерес развитие экспериментальной базы для интеграции геохимических и гидродинамических моделей, более точно отражающих влияние гидроразрыва на изменение ФЕС пласта и прогноз добычи после проведения МГРП.

Литература

- Астафьев В.Н., Воробьев В.В., Самойлов М.И. (2023). Комплексирование геофизических, петрофизических и геомеханических методов для построения модели гидравлического разрыва низкопроницаемых коллекторов на примере туронских и юрских отложений Западной Сибири. *Территория «НЕФТЕГАЗ»*, (1–2), с. 40–48.
- Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. (2016). Модель для расчета дебита горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин гидроразрыва пласта. *Нефтяное хозяйство*, (1), с. 64–67.
- Казаков Е.Г., Файзуллин И.Г., Сайфутдинов Э.Ф., Корепанов А.А., Чебыкин Н.В., Конопелько А.Ю. (2019). Оптимизация технологий многостадийного гидроразрыва пласта в коллекторах с близким расположением газонефтяного и водонефтяного контактов и наличием слабо-выраженных барьеров с низким контрастом напряжений. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, (3), с. 73–77.
- Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. (2016). Геологические факторы смачиваемости пород-коллекторов нефти и газа. *Деловой журнал «Neftegaz.RU»*, (3), с. 80–90.
- Старовойтова Б.Н., Головин С.В., Кавуникова Е.А., Шель Е.В., Падерин Г.В. (2019). Оптимизация дизайна гидроразрыва пласта для горизонтальной скважины. *Нефтяное хозяйство*, (8), с. 106–110. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-8-106-110>
- Andreev A., Astafyev V., Samoilov M. (2020). Integrated Approach to Multistage Fracturing Design. *SPE Symposium: Hydraulic Fracturing in Russia. Experience and Prospects*, SPE-203896-MS. <https://doi.org/10.2118/203896-MS>

Astafyev V., Samoilov M., Fayzullin I., Kuvshinov I., Mitin A., Fedorov G., Gaponov M., Ovchinnikov K., Khusainov R., Fedorov E., Lushev M. (2020). A Decade of Multi-Zone Fracturing Treatments in Russia. *SPE Symposium: Hydraulic Fracturing in Russia. Experience and Prospects*, SPE-203883-MS. <https://doi.org/10.2118/203883-MS>

Barree R.D., Cox S.A., Miskimins J.L., Gilbert J.V., Conway M.W. (2015). Economic Optimization of Horizontal-Well Completions in Unconventional Reservoirs. *SPE Production & Operations*, 30(4), pp. 293–311. <https://doi.org/10.2118/168612-PA>

Britt L.K., Smith M.B. (2009). Horizontal Well Completion, Stimulation Optimization, and Risk Mitigation. *SPE Eastern Regional Meeting*, SPE-125526-MS. <https://doi.org/10.2118/125526-MS>

Fayzullin I.G., Metelkin D.V., Berezovskiy Y.S., Shurunov A.V., Churakov A.V., Gaynetdinov R.R., Kazakov E.G., Gayfullin A.R., Ivshin A.V., Prutsakov A.S., Chebykin N.V., Uchuev R.P. (2020). An Up-To-Date Approach to the Integration of Engineering Solutions for Stimulation of Low-Permeable Reservoirs of the Achimov Thickness. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-202053-MS. <https://doi.org/10.2118/202053-MS>

Kaluder Z., Nikolaev M., Davidenko I., Leskin F., Martynov M., Shishmanidi I., Platunov A., Chong K.K., Astafyev V., Shnitiko A., Fedorenko E. (2014). First High-Rate Hybrid Fracture in Em-Yoga Field, West Siberia, Russia. *Offshore Technology Conference-Asia*, OTC-24712-MS. <https://doi.org/10.4043/24712-MS>

Lushev M., Markin M., Dubnitskiy I., Vorobyev V. (2015). Determining Methods of Static Mechanical Properties of Poorly Consolidated Sandstones (by the Example of the Yuzhno-Russkoye Field). *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-176592-MS. <https://doi.org/10.2118/176592-MS>

Сведения об авторах

Владимир Николаевич Астафьев – ведущий эксперт по интенсификации добычи, ООО «БурСервис»

Россия, 127018, Москва, ул. Двинцев, д. 12, корп. 1

e-mail: vladimir.astafyev@burservis.ru

Георгий Михайлович Митрофанов – доктор физ.-мат. наук, доцент, главный научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

e-mail: MitrofanovGM@ipgg.sbras.ru

Статья поступила в редакцию 01.07.2024;

Принята к публикации 13.08.2024; Опубликовано 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Integrated Modeling of Multi-Stage Hydraulic Fracturing of Low-Permeable Reservoirs

V.N. Astafyev^{1,2}*, G.M. Mitrofanov²

¹BurServis LLC, Moscow, Russian Federation

²Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

*Corresponding author: Vladimir N. Astafyev, e-mail: vladimir.astafyev@burservis.ru

Abstract. The most effective method for developing low-permeability reservoirs is multi-stage hydraulic fracturing (MSHF), which is confirmed by its intensive development in Russia. A feature of modeling hydraulic fracturing of low-permeability reservoirs is not only the need to calculate the optimal parameters of multi-stage hydraulic fractures and their relative positions, but also taking into account the influence of hydraulic fracturing on changes in the filtration properties of the formation. To create an optimal multi-stage hydraulic fracturing model, it is necessary to improve existing

techniques and optimize them using 3D modeling, which in turn requires the use of extended well and laboratory research methods. As a result of the research performed, a new method for optimizing multi-stage hydraulic fracturing was created using input data from constructed petrophysical, lithological-geochemical, geomechanical, geological and hydrodynamic models. Direct interconnection of the input models and their inverse relationship with the results of calibration of the hydraulic fracturing model based on the analysis of hydraulic fracturing parameters and well operation reduce the influence

of the subjective factor on the modeling and build more correct models of multi-stage hydraulic fracturing. It is shown that the integrated modeling allows to create optimal multi-stage hydraulic fracturing models, and also to determine a set of additional studies necessary to clarify the data for correct design of the models. The proposed approach was tested in several fields with completely different geological and geophysical characteristics of the formations. For the first time in Russia MZHF technology for low-temperature gas formations using hydrocarbon-based fluid and high-speed hybrid MSHF of high-temperature oil formations were developed and performed. This became the basis for the development of low-permeability Turonian, Jurassic, Achimov reservoirs and unconventional deposits of the Bazhenov formation.

Keywords: multi-stage hydraulic fracturing, optimization, 3D modeling, hard-to-recover reserves, low-permeability formations

Recommended citation: Astafyev V.N., Mitrofanov G.M. (2024). Integrated Modeling of Multi-Stage Hydraulic Fracturing of Low-Permeable Reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 116–125. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.13>

References

- Andreev A., Astafyev V., Samoilov M. (2020). Integrated Approach to Multistage Fracturing Design. *SPE Symposium: Hydraulic Fracturing in Russia. Experience and Prospects*, SPE-203896-MS. <https://doi.org/10.2118/203896-MS>
- Astafyev V., Samoilov M., Fayzullin I., Kuvshinov I., Mitin A., Fedorov G., Gaponov M., Ovchinnikov K., Khusainov R., Fedorov E., Lushev M. (2020). A Decade of Multi-Zone Fracturing Treatments in Russia. *SPE Symposium: Hydraulic Fracturing in Russia. Experience and Prospects*, SPE-203883-MS. <https://doi.org/10.2118/203883-MS>
- Astafyev V.N., Vorobyev V.V., Samoilov M.I. (2023). Integration of geophysical, petrophysical and geomechanical methods for constructing a model of hydraulic fracturing of low-permeability reservoirs by the example of Turonian and Jurassic formations of Western Siberia (In Russ). *Territoriya Neftegaz*, 1–2, pp. 40–48. (In Russ.)
- Barree R.D., Cox S.A., Miskimins J.L., Gilbert J.V., Conway M.W. (2015). Economic Optimization of Horizontal-Well Completions in Unconventional Reservoirs. *SPE Production & Operations*, 30(4), pp. 293–311. <https://doi.org/10.2118/168612-PA>
- Britt L.K., Smith M.B. (2009). Horizontal Well Completion, Stimulation Optimization, and Risk Mitigation. *SPE Eastern Regional Meeting*, SPE-125526-MS. <https://doi.org/10.2118/125526-MS>
- Elkin S.V., Aleroev A.A., Veremko N.A., Chertentkov M.V. (2016). Flowrate calculation model for fractured horizontal well depending on frac stages number. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 1, pp. 64–67. (In Russ.)
- Fayzullin I.G., Metelkin D.V., Berezovskiy Y.S., Shurunov A.V., Churakov A.V., Gaynetdinov R.R., Kazakov E.G., Gayfullin A.R., Ivshin A.V., Prutsakov A.S., Chebykin N.V., Uchuev R.P. (2020). An Up-To-Date Approach to the Integration of Engineering Solutions for Stimulation of Low-Permeable Reservoirs of the Achimov Thickness. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-202053-MS. <https://doi.org/10.2118/202053-MS>
- Kaluder Z., Nikolaev M., Davidenko I., Leskin F., Martynov M., Shishmanidi I., Platunov A., Chong K.K., Astafyev V., Shnitiko A., Fedorenko E. (2014). First High-Rate Hybrid Fracture in Em-Yoga Field, West Siberia, Russia. *Offshore Technology Conference-Asia*, OTC-24712-MS. <https://doi.org/10.4043/24712-MS>
- Kazakov E.G., Fayzullin I.G., Sayfutdinov E.F., Korepanov A.A., Chebykin N.V., Konopelko A.Yu. (2019). Optimization of multistage hydraulic fracturing technologies in reservoirs with close oil-gas and water-oil contacts and the presence of weak barriers with low stress contrast. *PROneft*, 3, pp. 73–77. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-3-73-77>
- Lushev M., Markin M., Dubnitskiy I., Vorobyev V. (2015). Determining Methods of Static Mechanical Properties of Poorly Consolidated Sand-rocks (by the Example of the Yuzhno-Russkoye Field). *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-176592-MS. <https://doi.org/10.2118/176592-MS>
- Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. (2016). Geological factors of wettability of oil and gas formations. (2016). *Neftegaz.RU*, 3(51), pp. 80–90. (In Russ.)
- Starovoytova B.N., Golovin S.V., Kavunnikova E.A., Shel E.V., Paderin G.V. (2019). Hydraulic fracture design for horizontal well. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 8, pp. 106–110. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-8-106-110>

About the Authors

Vladimir N. Astafyev – Leading Expert on Production Enhancement, Burservis LLC

Build. 1, 12, Dvintsev st., Moscow, 127018, Russian Federation

e-mail: vladimir.astafyev@burservis.ru

Georgiy M. Mitrofanov – Dr Sci. (Physics and Mathematics), Chief Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, Ac. Koptug ave. Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: MitrofanovGM@ipgg.sbras.ru

Manuscript received 1 July 2024;

Accepted 13 August 2024;

Published 30 September 2024